

Aquisição VSP multioffset 3C com diferentes azimutes integrada à sísmica de superfície 2D/3C

Marco Cesar Schinelli, Jorge Fiori Fernandes Sobreira, Marcos Antônio Gallotti Guimarães, Raimundo Mesquita Luna Freire, PETROBRAS S/A, Brazil

Copyright 2003, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003.

Contents of this paper was reviewed by The Technical Committee of The 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represents any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of The Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Resumo

Dando continuidade ao desenvolvimento tecnológico na área de Sísmica de Reservatórios da PETROBRAS (programa de pesquisa PRAVAP), realizou-se um levantamento sísmico experimental inédito no país, integrando VSP multicomponente com afastamentos e múltiplos azimutes, com o registro de sísmica multiazimutal 2D/ 3C em superfície. Este experimental, além de ter servido como instrumento do desenvolvimento e consolidação da tecnologia de aquisição integrada de sísmica multicomponente em poço e superfície, teve papel importante na caracterização sísmica dos reservatórios areníticos portadores de gás presentes na área onde o mesmo foi realizado.

Introdução

A aquisição sísmica multicomponente em terra utiliza geofones com três componentes para registrar a onda S convertida (3C) de fontes convencionais ou a gerada por fontes especiais que geram tensões cisalhantes (9C). A sísmica convencional utiliza geofones com somente um componente (vertical) para registro da onda P. A informação da onda S traz grandes benefícios quando comparada com a onda P, dentre eles, cita-se como principais:

- Melhor discriminação litológica e faciológica;
- Menor interferência da refletividade provocada pela presença de hidrocarbonetos;
- Capacidade de detecção de fraturas.

Para a interpretação de dados sísmicos multicomponentes registrados em superfície é fundamental a aquisição de perfis de tempo de trânsito para ondas P e S, assim como do VSP multicomponente. A sísmica de poço multicomponente (VSP), por sua vez, é utilizada para várias aplicações na caracterização de reservatórios. Este trabalho reporta um levantamento sísmico experimental, integrando VSP multicomponente com afastamentos e múltiplos azimutes com sísmica 2D/ 3C em superfície. Os objetivos principais foram:

- Auxílio na interpretação e correlação de eventos P e S da sísmica superficial;
- Investigação da efetividade do uso de canhões de ar, quanto à capacidade de geração de ondas S, primárias ou convertidas a partir da onda P;
- Avaliação da diferença de imageamento dos reservatórios com campos de onda P e S convertida e a influência da presença de gás na sua refletividade.

Aquisição do experimental

Área-alvo - Na área do experimental busca-se a caracterização de reservatórios fluxoturbidíticos das camadas Caruaçu da Formação Candeias. Este tipo de reservatório é um excelente candidato para tal estudo devido à sua complexidade faciológica, presença de gás, geometria complexa, presença de fraturas e à dificuldade de imageamento e discriminação litológica em relação aos folhelhos encaixantes, com o uso da impedância acústica para o campo compressional.

Aquisição da sísmica de poço – Restrições de recursos e a facilidade representada pela existência de base de poços para colocação das fontes levaram à opção pela aquisição do VSP com apenas 2 *offsets*, além do convencional VSP sem afastamento (figura 1).

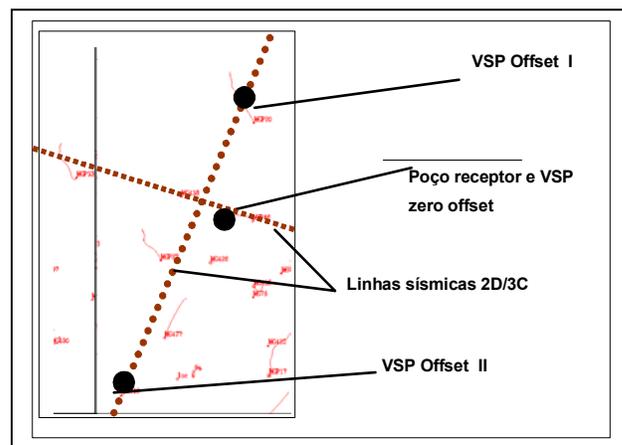


Figura 1 - Dispositivo de fontes e poço receptor da aquisição VSP

O poço receptor contou também, durante a fase de perfilagem, com aquisição de perfis de ondas P e S que

servirão à modelagem, calibração e processamento da sísmica multicomponente de poço e de superfície. A definição dos parâmetros de aquisição foi fruto de modelagem sísmica 3D por traçado de raios, usando o programa Norsar 3D™, e modelagem sísmica 2D através do programa GX-II™. Em ambos os casos foi usado um modelo geológico baseado na interpretação feita sobre dados sísmicos 3D existentes na área, representando 6 superfícies e vários corpos lenticulares ao nível do Caruaçu-2 (Fig-2). A parametrização escolhida para aquisição foi:

Fonte: *air-gun* G-Sodera de 200 cu.in. com pressão variável de 1.200 a 2.500 psi. Foram utilizados compressores e garrafas de nitrogênio para diminuir o tempo de preenchimento e operação. Os *air-guns* foram colocados em compartimentos metálicos de 3 mm de espessura, com 4,5 m de altura por 3 m de diâmetro, enterrados até 3,5 m. A profundidade do *air-gun* foi de 3,5 m. A 1 m abaixo do *air-gun* foi colocado o receptor

Offset	Afastamento (m)	Azimute (°)	Níveis espaçados a cada 15 m
Zero	40	90	89
Offset I	624,4	15	84
Offset II	933,5	199,8	84

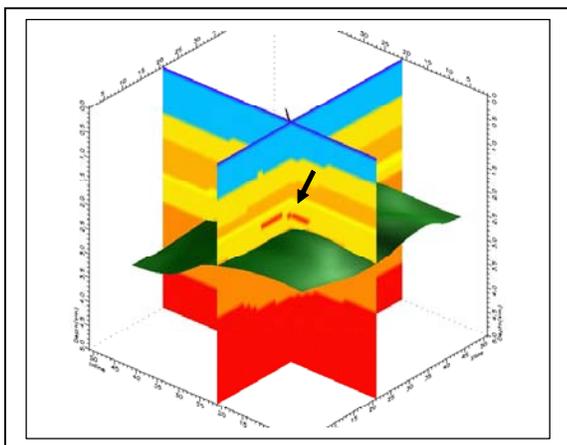


Figura 2 - Exemplo do campo de velocidades usado na construção do modelo acústico para a modelagem sísmica para definição dos parâmetros de aquisição. A seta indica a seção transversal de algumas lentes arenosas definidas no modelo.

para sincronismo com a gravação. O sistema foi suspenso por um caminhão guindaste - Munch (Fig. 3). a perfilagem foi o monopolar CSAT com 3 componentes.



Figura 3 – Sistema de detonação com *air-gun* colocado em *pit* metálico.

Aquisição da sísmica de superfície - A aquisição sísmica 2D/ 3C foi feita através do registro de duas linhas sísmicas perpendiculares que se cruzaram sobre o poço receptor do VSP . Os parâmetros de aquisição foram definidos através de avaliação da cobertura usando o *software* MESA™. Adquiriu-se duas linhas sísmicas com 286 estações cada. Os receptores 3C foram I/O PE-6-S (2 horizontais e 1 vertical) e 1C convencionais. Nas duas linhas sísmicas foram plantados geofones 3C e convencionais para comparação. Na linha 1 as redes foram espalhadas em arranjo L-6/12,5 com 2,5 metros de espaçamento entre elementos e na linha 2, os geofones de cada rede foram agrupados.

O geofone 3C e o geofone convencional foram dispostos em seqüência, assim sendo, a cada tiro está associado um total de 1.072 canais, com quatro tipos de receptores diferentes (Fig. 4).



Figura 4- Receptores convencionais e 3C usados na aquisição de superfície

Outros parâmetros de registro foram:

- Intervalo de estação=15 m;
- Intervalo de ponto de tiro=30 m;
- No de canais do dispositivo: 268;
- No de linhas sísmicas: 2;
- No de registros por linha: 134;
- Razão de amostragem: 1 ms;
- Tempo de registro: 8 s;
- Filtro corta baixas/altas : 3/ 410 Hz

Processamento

O processamento dos dados de VSP utilizou um fluxograma convencional tanto para processamento do campo compressional como para o convertido. A imagem resultante dos componentes PP e PS para o *offset* II pode ser visto na Figura 5.

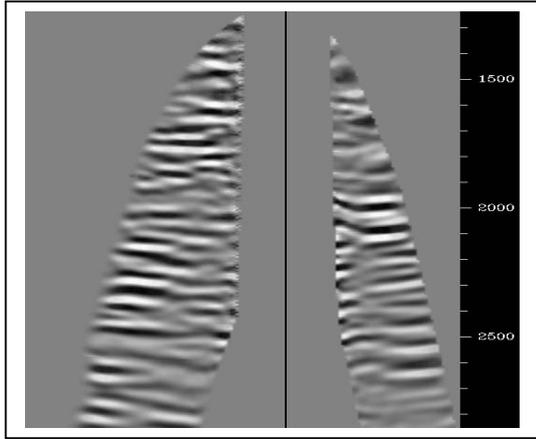


Figura 5 – Seções PP e PS para o offset 11

O processamento dos dados de superfície está em andamento. O uso simultâneo de geofones convencionais, juntamente com geofones 3C, permitirá a comparação do componente vertical do campo compressional com o geofone convencional. Para o processamento do campo de ondas convertidas serão usadas relações de velocidade registradas no VSP (primeira quebra PP e PS), além da calibração com as velocidades obtidas do perfil sônico dipolar, registrado em parte do poço receptor.

Um dos desafios do processamento é a preservação da fraca energia, comparada com o ruído ambiental, do campo de ondas PS.

Análise dos resultados

A correlação entre o componente vertical dos dados sísmicos e o VSP sem afastamento pode ser considerada boa. A figura 6 mostra a correlação entre o VSP zero offset e o sismograma sintético. Na figura 7 é mostrada a correlação entre o VSP zero offset com traços mais próximos da sísmica 3D de superfície, pré-existente na área.

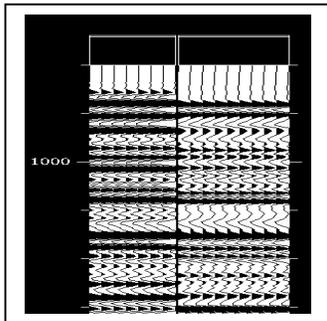


Figura 6 – Correlação entre o sismograma sintético (8/50Hz – à esquerda) e o VSP zero offset com a mesma banda de frequências (direita).

A falta de continuidade observada na linha sísmica corresponde à resposta típica dos reservatórios descontínuos.

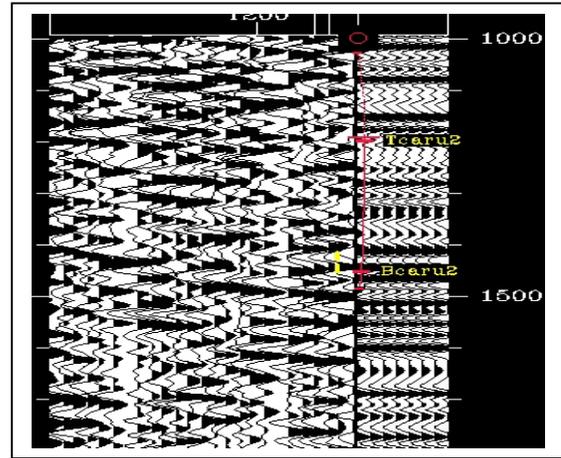


Figura 7 – Correlação entre offsets próximos de trecho de sísmica 3D (à esquerda) e VSP zero offset com banda 8/ 60 Hz (à direita)

Conclusões e recomendações

A sísmica de poço é a ferramenta mais confiável na correlação rocha/perfil/sísmica. Sua qualidade, superior à da sísmica convencional, permite que seja usada como instrumento de calibração da sísmica de superfície, especialmente no que tange aos campos de ondas convertidas – PS. No experimental, por se tratarem de fontes diferentes (dinamite e *air-gun*), com variado conteúdo de frequência, amplitude e capacidade de geração de ondas convertidas, não se teria elementos para uma análise comparativa das respostas dos campos PP e PS entre as diferentes fontes. Porém, a análise da variação de resposta sísmica para os dois diferentes campos de propagação, para uma mesma fonte trouxeram informações importantes sobre a capacidade de imageamento sísmico dos reservatórios. Na figura 8 se pode observar em detalhe a diferença de respostas dos campos PP e PS ao nível dos reservatórios areníticos, em dados de VSP. A diferença de respostas pode ser correlacionada à presença de gás naquele intervalo, como foi comprovado pelo poço usado como receptor.

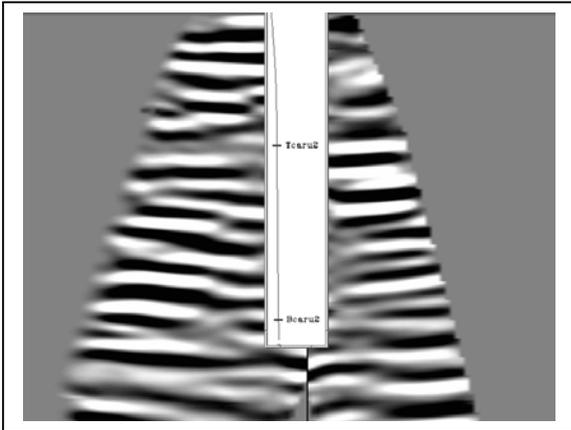


Figura 8 – VSP *offset* II em profundidade, mostrando a variação na resposta dos campos PP (esquerda) e PS (direita) ao nível dos reservatórios, provavelmente devido à presença do gás.

Referências

W. Scott Leaney, Colin M. Sayers, Douglas E. Miller - *Analysis of multiazimuthal VSP data for anisotropy and AVO* – *Geophysics*, V,64, no. 4 , 1999, P1172-1180.(*1)

Xiao Gui Miao, Wooil M. Moon, B. Mikereit – *A multioffset, three-component VSP study in the Sudbury Basin*; *Geophysics*, vol 60, no. 2,P341-353.

Rutger Gras, Mike E. Craven – *Integrated workstation interpretation of multiazimuth offset VSP data – west Texas case study*; *The Leading Edge*, march 1998.

Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer à PETROBRAS pela oportunidade de apresentação deste trabalho, ao engenheiro Farid S. Shecaira e ao geofísico Paulo R. S. Johann, coordenadores dos programas PRAVAP e PRAVAP-19, pelo apoio e patrocínio, aos colegas da ES-26 pela contribuição para a aquisição sísmica 2D/ 3C em superfície, ao pessoal da UN-BA/ATP-S/CM pelo apoio no campo às operações de aquisição do VSP, aos gerentes da UN-BA/ST pelo incentivo para desenvolvimento deste experimental e ao geofísico Roberto Dittz Chaves pelo apoio na modelagem da aquisição VSP.